

# 석탄가스화 복합발전, 기술의 혁신과 고도화가 요구되고 있다.



김형원

ReSEAT 프로그램 전문연구위원, 한국과학기술정보연구원  
hwonkim@reseat.re.kr

## 1. 개요

전 세계적으로 매년 전력 사용량이 최고치를 경신하는 등 에너지 수급에 큰 어려움을 겪고 있다. 급증하는 전력수요를 감당하기 위해서는 발전설비를 지속적으로 확충해야 하지만 국내외적으로 기후변화에 따른 환경정책의 강화, 안전 문제, 민원 등으로 인해 확충이 쉽지는 않다. 원자력발전, 신재생에너지 등을 통해 이를 해결하려 하지만, 원전의 경우 안전성 문제, 신재생에너지는 경제성, 효율성 및 기술적인 문제 등이 전력산업계의 발목을 잡고 있다. 석탄은 석유에 비해 전 세계에 고르게 분포되어 있고 가채연수도 140년 이상으로 추정되어 개발 및 이용은 세계적인 관심이다. 석탄은 환경오염의 주범이라는 큰 장애요인이 있어 혁신적 기술 개선 없이는 석탄소비증대는 기대하기는 어려우나 아직도 석탄화력은 확실한 주 에너지원으로써 매력을 가지고 있는 것은 분명해 보인다.

## Plant Technology



석탄가스화 복합발전(IGCC; Integrated Gasification Combined Cycle)은 에너지 효율 증대를 통해 유해물질 배출을 감소시키는 기술로서 세계적으로 중장기 전략을 통해 개발되고 이 기술을 이용한 플랜트가 건설되고 있다. IGCC는 고체 석탄을 단순히 태워서 발전하는 기존 석탄화력 발전 방식과는 달리 석탄을 고열에 의해 가스화한 뒤 이를 가스 터빈과 증기터빈으로 이루어지는 복합화력발전 사이클을 통해 전력을 생산하는 국제적으로 개발 및 실증단계에 있는 새로운 발전 시스템이다.

높은 기대와는 달리 IGCC발전기술과 관련된 많은 문제점이 제기되고 있는 가운데, 현재 IGCC기술이 개발과정임을 감안한다 하더라도 1972년 독일의 최초 석탄가스화 발전 플랜트가 가동된 이래 35년간 기술 개발을 하였음에도 현재 발전효율 38% 수준에서 50%로 높일 수 있을 것이라는 기대는 지나치게 낙관적일 수 있다는 견해이다. 한편 IGCC 플랜트의 건설비는 기존 석탄화력발전소 대비 10~25%가량 높은 1,600~2,200달러/KW인 것으로

집계되었으며 운전 및 유지비 또한 약 20%가량 높은 것으로 나타났다. 더욱이 최근 사회적 문제가 되고 있는 미세먼지에 대한 건강상 문제는 위험수위에 와 있고 CO<sub>2</sub>포집도 용이하지 않다. 그러므로 해외에서도 일부 계획 중인 IGCC 플랜트 건설의 연기 또는 포기를 고려하고 있으며 국내에서도 일부 노후화된 기존 석탄화력 발전소의 단계적 폐기와 신설을 억제하는 정책이 발표되어 석탄화력발전소의 IGCC 기술 채용으로 인한 기술 선진화 및 기술혁신은 시대적으로 불가피하다.

## 2. 석탄가스화 복합발전 기술의 현황과 문제점

### 2.1 석탄가스화 복합발전기술의 현황

#### 가. 국제 에너지소비경향과 IGCC발전기술

산업 발전에 따라 화석연료 과다 사용으로 인해 온실가스인 이산화탄소의 배출량은 날이 증가되고 있다. 지구온난화를 촉진하는 온실가스에 의한 이상 기후 현상의 발생은 날로 심각하게 받아들여지고 있다. 이산화탄소의 배출 감소를 위해서는 궁극적으로 화석연료 사

용을 금지하는 것이 가장 바람직하겠지만, 전 세계적으로 매년 최고치를 경신하는 발전용량을 감당하기 위해서 무공해 신재생 에너지 개발은 물론 기존 에너지 활용을 위한 고에너지 효율과 환경친화적인 에너지기술 개발이 요구되고 있다. 독일을 위시한 유럽은 2030년부터는 자동차에 화석연료 사용을 금지하기로 하는 등 전 세계의 에너지 소비 형태는 화석연료 소비를 최대한 줄이고 신재생에너지로 전환하는 노력이 심화되고 있다.

석탄이용 차세대 화력발전 방식 중에서 가압유동층 복합발전(Pressurized fluidized bed combustion, PFBC) 및 IGCC는 석탄청정화기술(Clean coal technology, CCT)로 각광을 받고 있지만 용량제한과 상대적으로 높은 투자비 때문에 발전의 주력을 담당하기는 어렵다는 분석이다. 이러한 가운데 해외의 경우에 설계와 제작기술의 향상과 더불어 전력수요 증대에 따른 발전소 규모의 경제성 제고를 위해 석탄화력 발전소의 발전출력을 증가시켜 건설하고 있다. 미국의 경우 1967년 800 MW급과 900 MW급 이후 단계적으로 1,100 MW급과 1,300 MW급으로 용량 격상이 이뤄진 상태였다. 2013년 현재 일본은 500 MW, 700 MW,

Table 1. 국가별 1차 에너지소비현황(2013년) 단위:Million TOE, (%)

국가	석유	가스	석탄	원자력	수력	신재생	합계
미국	831.0 (36.7)	671.0 (29.6)	455.7 (20.1)	187.9 (8.3)	61.5 (2.7)	58.6 (2.6)	2,265.8 (100.0)
일본	208.9 (44.1)	105.2 (22.2)	128.6 (27.1)	3.3 (0.7)	18.6 (3.9)	9.4 (2.0)	474.0 (100)
독일	112.1 (34.5)	75.3 (23.2)	81.3 (25.0)	22.0 (6.7)	4.6 (1.4)	29.7 (1.9)	325 (100)
영국	69.8 (34.9)	65.8 (32.9)	36.5 (18.3)	16 (8.0)	1.1 (0.6)	10.9 (5.5)	200 (100)
스페인	59.3 (44.4)	26.1 (19.5)	10.3 (7.7)	12.8 (9.6)	8.3 (6.2)	16.8 (12.6)	133.7 (100)
덴마크	7.8 (43.1)	3.4 (18.8)	3.2 (17.7)	0 (0)	0 (0)	3.7 (20.4)	18.1 (100)
프랑스	80.3 (32.3)	38.6 (15.5)	12.2 (4.9)	95.9 (38.6)	15.5 (6.2)	5.9 (2.4)	248.4 (100)
한국	106 (37.8)	52.5 (18.7)	81.9 (29.2)	29.3 (10.4)	6.0 (2.1)	5.1 (1.8)	280.8 (100)
중국	500.7 (17.8)	145.5 (5.1)	1,925.3 (67.5)	25.0 (0.9)	206.3 (7.2)	42.9 (1.5)	2852.4 (100.0)

Table 2. 현재의 IGCC발전과 기타 발전기술과의 비교

발전 방식	기존 미분탄석탄화력(PC)	PC+FGD	PFBC
규모(MW)	300~1,300	300~1,300	80~350
효율(%)	36~38	34.5~36.5	36~39
SO <sub>2</sub> 배출(%)	100	6~12	5~10
NO <sub>x</sub> 배출(%)	100	18~90	17~48
분진 배출(%)	100	2~5	2~4
고상 폐기물 배출(%)	100	120~200	95~600
CO <sub>2</sub> 배출(%)	100	107	98

주) PC : Pulverized Combustion, FGD : Flue Gas Desulfurization, PFBC : Pressurized Fluidized Bed Combustion, IGCC : Integrated Gasification Combined Cycle

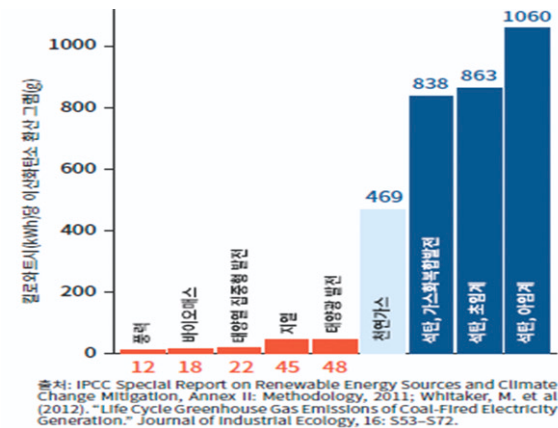


Fig. 1. 연료별 단위 이산화탄소배출량 및 화력발전유형별 건설비용

〈표〉 발전소 건설 비용 및 발전단가 비교

CCS 포함여부	일반 화력발전소*		IGCC 발전소	
	미포함	포함	미포함	포함
발전소 건설비용(kw당 달러)	1,575	2,870	1,841	2,496
전력생산비(kw/h당 센트)	6.33	11.48	7.79	10.63

\* 초임계압 화력발전소 기준  
자료: 미국에너지부(Depertment of Energy 2007)

1,000 MW급 순으로 단계적으로 용량을 격상하여 건설하였으며, 독일은 750 MW, 800 MW, 1,000 MW급이 운전 중이었다. IGCC는 같은 양의 석탄을 사용하는 경우 직접 연소 발전에 비해 황산화물을 90%, 질소산화물은 75%, 이산화탄소는 10% 이상 저감시킨다고 보고되고 있다.

CCS (Carbon capture & storage)기술이 상용화될 경우, 발전소에서 배출되는 이산화탄소의 90% 이상을 제거할 수 있어 이론적으로 온실가스 무배출 (Zero emission) 달성이 가능할 것으로 전망하고 있다. 다수 전문가들은 IGCC에 CCS를 접목시키기 위한 개조비용이 기존의 석탄 화력발전소에 비해 적게 들것으로 추정

한다. 미국 에너지부의 분석에 따르면 CCS가 포함될 경우에도 IGCC의 발전단가가 일반 화력발전소보다 저렴한 것으로 추정하고 있다. IGCC가 설비의 복잡성으로 인해 초기 투자비용이 크다 하더라도 향후 CCS 설비와 결합하게 될 때 추가되는 비용이 낮으므로 총비용 측면에서는 유리할 것이라는 주장이 일반적이다.

석탄가스화 기술은 환경친화적이고 기존의 미분탄 발전과 비교하면 CO<sub>2</sub>발생량이 20% 이상 감소되므로 향후 기후변화협약 발효에 따른 탄소배출권이 현실화될 경우를 고려하면 경제적 파급효과는 클 것으로 예상된다. 더욱이 석탄가스화 기술은 향후 연료전지와 연계될 IGFC (Integrated gasification fuel cell combined cycle)의

Table 3. 증기생산조건에 따른 발전방식

발전방식	설계조건	발전효율(%)	CO <sub>2</sub> 배출량(g/kWh)
초초임계(USC: Ultra-supercritical)	물의 임계온도보다 더 높은 온도와 압력에서 증기생산	37.6-42.7	677-795
초임계(SC:Super critical)	물의 임계압력 이상에서 증기를 생산	35.9-38.3	756-836
아임계(Sub-Critical)	물의 임계온도범위에서 증기생산	33.1-35.9	807-907

핵심기술이고, 바이오매스는 물론 폐기물 분야 에너지와의 연계도 가능하다. 향후 건설되는 석탄화력발전기술의 큰 축은 초초임계압(USC)석탄가스화복합발전(IGCC)이라는 견해이다.

석탄가스화 기술은 저급의 다양한 연료를 사용할 수 있으며, 연료전지 등과 결합하여 효율을 높일 수 있을 뿐만 아니라 CO<sub>2</sub> 및 환경오염물질 배출이 없는 청정 미래기술로써 이는 CTL (Coal to Liquid)/IGCC 기술과 연료전지와 연계한 IGFC 및 합성가스 가스터빈 연소기술의 복합 기술이다. 미국의 FutureGen 프로젝트는 석탄으로부터 수소와 전기를 생산하면서 CO<sub>2</sub>를 포함한 모든 공해물질 배출을 제로화하는 플랜트를 실증하는 사업으로서 2020년 이후 본격적으로 상용화된다면 모든 석탄화력발전소를 대체할 무한한 잠재력을 갖고 있다. 일본은 발전효율 50%대 석탄화력 발전기술 확보 목표로 CoolGen (석탄IGCC+CO<sub>2</sub>포집+연료전지) 프로젝트를 (2012-2022년)를 진행하고 있는데, 일본 NEDO 지원의 J-Coal 주관으로 진행되고 있는 EAGLE 프로젝트의 후속 실증 프로젝트이다.

### 나. 한국형 IGCC화력발전기술

한국형 300 MW IGCC 실증사업은 2030년까지 가스화 scale-up (3,000톤/일급) 기술과 CCS와 연계 기술을 개발하고 단위공정 및 가스화기기 국산화를 통하여 한국형 IGCC 기술 확보와 상용화하는 중장기 전략을 추진하는데 초석이 되고 있다. 실증 IGCC 플랜트 운영 기술은 Pilot Test-Bed 및 단위공정 국산화 기술 개발 외에 열효율 42%(HHV, Net) 이상, NOx 30ppm 이하, SOx 15ppm 이하, 설계기술의 90% 이상의 자립도 및 설비 국산화율 90% 이상 등의 정량적 목표를 갖고 프로젝트를 수행하고 있다. 최근 환경보호 강화, 석탄 가격의 급등, 온난화 가스 배출 감소 의무화 등 여러 변화되는 환경 하에 보다 고효율의 요구에 따라 초초임계(USC)압 고압발전기술이 한국형 IGCC발전에 적극 도입되고 있다. 이러한 대체에너지기술은 고효율, 경제성, 제로오염의 세 가지 개념으로 개발되고 있는데, 특히 IGCC기술에서 환경친화적이면서 고효율을 얻기 위한 연료가스정제기술은 아주 중요한 단위공정기술의 하나이다.

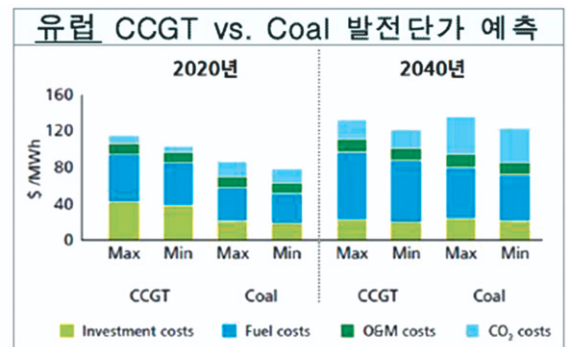
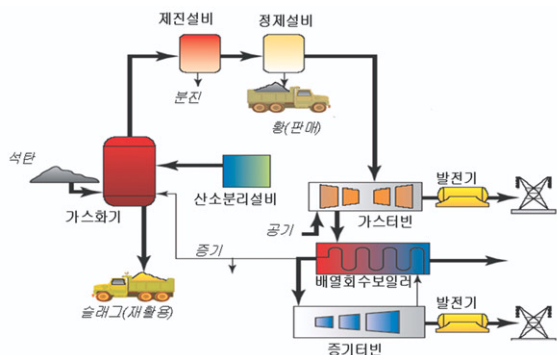


Fig. 2 일반적인 IGCC발전 계통도 및 발전유형별 발전 단가비교예측

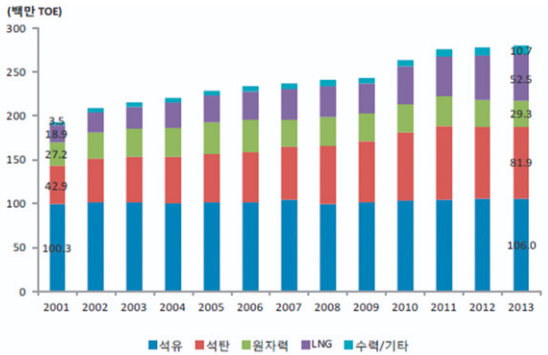


Fig. 3. 한국 에너지형태별 소비동향과 석탄화력 발전의 형태별 비교

(표 1) 미분탄 화력발전과 석탄 가스화 복합발전 비교

구분	미분탄 화력발전	석탄가스화 복합발전
① 발전효율	37~40%	40~45%
② 환경오염물질	SOx : ~150ppm NOx : ~200ppm	SOx : 5~20ppm NOx : 15~30ppm
③ 설계·건설비용 (300MW기준)	3,500~4,000억원	4,500~5,500억원
④ 국내 기술수준 (선진국대비)	상용급 자립단계	Pilot 급 검증단계

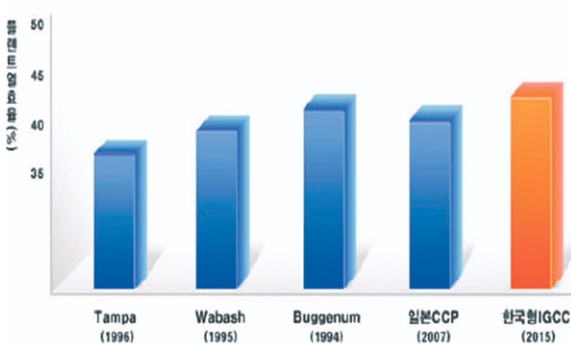
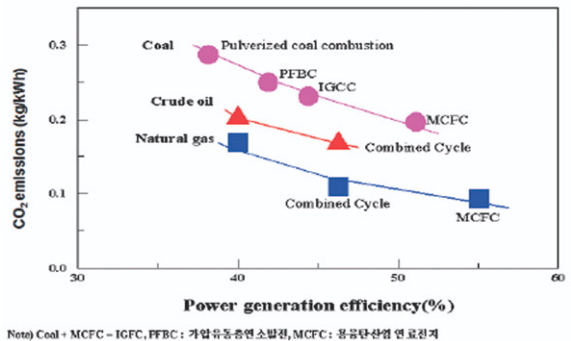


Fig. 4. 한국형 IGCC발전기술의 효율과 발전방식에 따른 CO<sub>2</sub>배출량



Note) Coal - MCFC - IGCC, PFBC : 개질유동층연소발전, MCFC : 용융탄산염 연료전지

우리나라도 두산중공업과 GE가 공동으로 개발한 1,000 MW급 USC터빈발전시스템의 최대출력은 약 1,100 MW급에 달한다. 또한, 최대 증기압력이 260기압, 610℃에 달했으며, 회전속도 약 60~3600rpm의 USC발전기술로 기술의 특징은 친환경성 및 고효율성에 있다. 따라서, 차세대 IGCC를 대용량 USC발전기술과 결합하여 발전시 기존 초임계압 발전소 대비 효율 향상과 연료절감은 물론 이산화탄소 저감을 기대하고 있다. 또한 최첨단 탈황·탈질 및 분진 제거 시스템을 도입 시 황산화물(SOx), 질소산화물(NOx), 미세입자 등의 배출치를 최소화할 수 있을 것으로 기대한다.

다. 국내 건설 및 계획 중인 화력발전소의 기술적 특징 2016년 2월 기준 한국에는 11개 부지에 총 53기의 석

탄화력발전소가 가동 중이며 특히 국내 1,000 MW급 USC 터빈발전소는 당진화력 9, 10호기와 태안화력 9, 10호기 등 1,000 MW급으로 국내 유연탄 화력발전소 적용을 목표로 진행됐다는 점에서 기술적 의미가 크다. 중부발전의 신보령 1, 2호기는 최신의 탈질설비 및 질소산화물 저감설비, 배기가스 탈황 설비, 종합 폐수처리설비 등을 갖추어 대기 및 수질오염물질 배출을 획기적으로 저감하는 친환경 발전소로 건설된다. 태안화력 9, 10호기는 USC 방식의 1,050 MW급 2기를 건설하는 국내 최대 규모의 석탄 화력발전소다. 이는 기존 초초임계압 발전소보다 증기압력과 온도를 높여 국내 화력발전소 기술력을 한 단계 높인 것으로 발전 종합효율이 기존 태안 7, 8호기보다 약 1% 정도 더 높게 설계됐으며, 연료 시장 환경 변화에 능동적으로 대응하기 위해 다양한 탄

종을 연소할 수 있도록 설계됐다. 신보령 각 호기는 총 77만 가구에 전기를 공급할 수 있는 용량이며, 국내 전체 발전설비용량의 2.4%를 점유하게 될 예정이다. 또한, 2016년 준공 시 최근에 겪고 있는 전력 부족 해소와 1,000 MW급 최신 화력발전기술의 원천기술 확보로 향후 해외 화력발전시장 진출도 가능할 것으로 전망된다. 국내 화력발전설비를 초초임계압으로 모두 대체 시, 2020년 국가 온실가스 감축 목표량의 6.5%를 저감할 수 있으며, 국내 기존설비 대비 에너지 사용 효율이 4% 증가하는 등 연간 약 200억원 이상의 연료비를 절감할 수 있다는 분석이다. 결국 어느 정도 경제성이 입증되어 운전 및 건설 중인 IGCC발전으로 급증하는 전력수요를 일정부분 감당해야 하는데, 이는 최종적으로 그동안 쟁점이 된 환경문제를 어떻게 합리적이고 객관적으로 해결하느냐에 초점이 맞춰진다. 최근에는 EU 국가에서 CO<sub>2</sub> 거래제가 시행되었으며 CO<sub>2</sub> 거래가격이 급격하게 상승되고 있다. 우리나라 전체 발전량의 37%(2004년 기준)를 차지하고 있는 석탄발전소에서 CO<sub>2</sub> 등의 온실가스배출을 줄이기 위해 초초임계 석탄화력건설 등 발전효율 향상과 탈황, 탈질설비를 설치하고 있으나, 기존의 IGCC발전소는 탈황, 탈질설비의 투자비와 운영비가 증대되고 열효율 향상과 배출량 저감에 한계가 있다.

## 2.2 석탄가스화 복합발전기술의 중요한 문제점

### 가. 경제성과 기술적 안정성문제

미국은 2008년 1월 새롭게 발표한 청정 석탄프로젝트 개정안에서 에너지부는 IGCC 플랜트건설 및 이에 따른 수소 연료전지 생산부분에 대한 투자를 사실상 철회할 계획을 밝혔다. 미국의 환경운동 단체인 Sierra Club의 조사에 따르면 2007년부터 2008년 현재까지 건설 혹은 건설 예정된 32개의 IGCC 프로젝트 가운데 16개가 취소되었고 9개는 시행이 유보된 것으로 나타났다. 취소 이유로는 주로 건설비 및 석탄 가격 상승에 따른 투자수익률 악화, 기술적 불안정성, 이산화탄소 배출 관련 기술 및 정책 불확실성 등을 꼽고 있다. 최대 석탄 수출국인 호주 또한 ZeroGen 프로젝트를 통해 IGCC 플랜트건설 및 탄소 포집 및 저장(CCS) 기술 개발을 계

획했었으나, 최근 CCS와 IGCC와의 연계사업은 실효성을 시험해보는 수준으로 프로젝트 규모를 대폭 축소했다. 영국 의회의 환경감사위원회는“CCS가 잠재력을 갖고 있다는 것은 사실이지만 이것이 기술적으로 언제 확증되고 경제성을 확보할 수 있는지가 문제”라고 지적하며“새로 건설될 석탄화력발전소가 CCS와 연계하여 기술이나 경제성을 보장할 수 없는 현재의 상황에서는 신규 석탄화력발전소 건설을 허가할 수 없다”고 밝힌 바 있다.

### 나. 발전효율의 증대기술

그동안 에너지 수요를 감당할 새로운 대안적 에너지 원으로서 IGCC발전의 높은 기대와는 달리 현재 전 세계적으로 가동 중인 IGCC플랜트의 평균 발전효율은 38.4%로 기존 개선된 화력발전 방식의 평균 39%, 미국과 일본 등지의 초임계압 발전소의 42~46%보다 오히려 낮다는 주장이 지배적이다. 국내의 경우, 보령화력발전소의 일반 미분탄화력방식발전소와 초임계압 발전소 열효율은 각각 38.2%와 39.2%로서 유사한 수준에 머물고 있어 애당초 목표로 하고 있는 42%대에 크게 못 미치고 있다. 석탄발전의 효율 증대를 위해서는 앞에서 소개한 바와 같이 USC 조건을 넘어 스팀발생 압력과 온도를 높여야 하는 데 이러한 한계를 극복하기 위해서는 가스화기의 설계기술은 물론, 이러한 운전 환경에서 보일러 및 터빈과 연관된 적합한 내-고온 소재의 개발이 무엇보다 중요하다.

### 다. 이산화탄소의 저감 및 CCS와 연계기술

탄소 포집 및 저장 기술(CCS)은 석탄발전소에서 배출되는 이산화탄소를 포집하고 압축한 뒤에 영구적 저장을 목적으로 깊은 지하 암반에 주입시키는 방식이다. 기존 석탄화력발전소에 새롭게 CCS 기술과 연계하여 설치하면, 발전소에서 생산되는 전기의 40%가 줄어들게 된다. 즉, 이 기술을 활용하면 같은 양의 에너지를 생산하기 위해 5~40% 정도 더 많은 석탄을 소모해야 한다는 것이다. 탄소 포집저장 기술은 실용상 매우 비싸고 현재까지 입증되지 않은 기술로 상용화 단계에 이르지 못했다. 더욱이 압축된 이산화탄소의 지하저장기술은

지진에 대한 안정성 및 물에 대한 2차 오염 등이 검증되지 않은 기술이다. 이 기술의 일차적인 장벽은 역시 경제적으로 현실성이 없다는 데 있다. 300 MW 규모의 석탄화력발전소를 새롭게 건설하고 CCS를 추가하면 3조1천억 원의 비용이 들어갈 것으로 추정된다. 일반적인 600MW 급 석탄화력발전소의 연간 이산화탄소 배출량은 대략 350만톤 수준으로 실증되지 않은 CCS기술에 수천억 원의 비용을 쏟아붓는 대신, 정부는 에너지 수요를 지속 가능한 방법으로 해결하기 위한 신재생 에너지 투자를 우선해야 한다는 주장이 제기되고 있다.

#### 라. 합성가스 정제기술

화력발전소 배기가스에 대한 규제가 세계적으로 더욱 강화되고 있고 미국의 “수은 및 독성 대기물질 기준” (MATS: Mercury and air toxics standards)이 그 대표적으로 이 규제는 석탄 화력발전소의 신설이 거의 불가능에 가까울 정도로 엄격하다. 현재 이미 가동 중인 발전소들은 4년 내로 이 기준에 부합되어야 하고, 새롭게 지어질 발전소들은 가동 시작부터 이 기준을 준수해야 한다. 미국의 경우 기존의 석탄화력발전소들은 국가 대기질 기준 (1990년 마련된 이산화황, 이산화질소, 미세먼지 등에 대한 배출량 규제기준)을 충족시키기 위해 탈황 및 집진설비를 갖추고 황산화물과 미세먼지를 98% 이상 제거하고 있다. 이러한 상황에서 IGCC의 환경 오염물질 배출량 감축 능력은 오염물질 제거설비를 갖춘 일반 화력발전소에 비해 특별히 우위에 있지 않은 것으로 나타났다는 데 문제가 있다. 에너지 발생량당 질소산화물의 배출량을 비교했을 때 2005년 기준 미국 내 저배출 상위 20개 발전소 가운데 1위에서 6위 까지가 모두 탈질소 설비를 갖춘 기존 방식의 화력발전소이며 IGCC는 11위에 단 한 곳이 포함되어 있을 뿐이다. 평균 배출량 측면에서도 기존 방식의 화력발전들이 탈질소 설비를 갖추고 대부분 규제 기준을 준수하고 있어 IGCC의 질소화합물 배출량과 큰 격차가 없는 것으로 나타나고 있다.

석탄가스화 복합발전의 가스의 탈황방법에서 이미 상용기술인 저온습식법이 있음에도 불구하고 굳이 고온건식이 사용되어야 하는 이유는 간단하다. 저온습식 탈황방법은 가스정제 효율이 매우 높으나, 이음에서 알

수 있듯이 100℃ 이하의 저온에서 석탄가스를 정제하는 기술이다. 가스화기에 공급된 석탄은 1000℃ 이상의 고온 기체상 연료로 전환되어 배출된다. 고온의 석탄가스가 저온습식법으로 처리되면, 고온의 연료가스가 냉각되어 가스터빈에 공급되기 전에 연료가스의 온도를 높여야 된다. 그러므로 에너지 손실이 발생하게 되어 석탄가스화 복합발전의 에너지 이용 효율은 낮아지게 된다. 석탄가스화 복합발전이 21세기 에너지 수요를 해결할 수 있는 고효율 에너지기술로 사용되기 위해서는 고온건식 탈황기술이 상용 수준으로 반드시 개발되어야 한다.

#### 마. 미세 입자제거기술

각국의 유해 미세먼지(PM:Particulate Mater, 입자상물질)에 대한 규제도 강화되고 있다. 우리나라도 수도권 등의 지역에서 초미세먼지가 24시간 평균 최대 19  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  가까이 증가하는 것으로 나타났다. 2015년 한국의 연평균 초미세먼지 농도는 26.5  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 로, 이미 연평균 초미세먼지 관리 기준인 25 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 를 초과하고 있는 심각한 상황에서 초미세먼지 피해가 더욱 가중되는 것이다. 특히 세계보건기구가 권고하는 초미세먼지 대기환경기준이 연평균 10  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 인 것을 감안하면, 매우 심각한 수준임을 알 수 있다. 특히 유럽에서는 2013년까지 석탄 사용금지 법안까지 발의 중에 있다. 그러므로 배기가스로부터 미세먼지를 고효율로 제거할 수 있는 기술에 대한 요구가 더욱 높아지고 있다. 석탄가스화 발전 시스템의 합성가스 중에 함유된 고온 조건의 입자상물질들을 제거하기 위하여 현재 외국에서는 캔들 형상의 세라믹 필터들을 클러스터 방식으로 입자상물질 제거장치에 설치하여 많은 유량의 합성가스처리에 사용하고 있지만, 다음과 같은 많은 문제점들이 아직 해결되지 않은 상황이다.

- 입자상 물질 제거장치의 불안정한 운전
  - 입자상 물질의 물리적/화학적 성상 변화에 따른 집진 및 탈진 성능 변화 극심.
  - Patchy cleaning으로 인한 집진필터사이의 wedged slab 구조 형성으로 인한 탈진 효율 저하.
  - 집진필터내벽의 불균일한 탈진에너지 전달로 인하

여 부분적인 탈진현상 발생.

- 필터의 수명 단축
  - 미세한 입자상 물질이 집진필터표면과 내부로 침투, 급격한 압력손실 증가.
  - 분진층이 집진필터표면에 불균일하게 부착하는 현상 발생.
  - 필터 표면과 입자상 물질 간의 용착 현상의 발생.
- 필터의 파손 현상 발생
  - 집진필터표면에서 부착, 잔류된 분진 층의 성장으로 인한 필터들 사이에 ash bridging 현상 발생으로 집진필터 파손 현상 발생.
  - 저온의 압축가스를 이용한 반복적 탈진으로 인하여 열충격에 의한 집진필터의 빈번한 파손 현상 발생.

그렇다면 석탄가스화에서 이러한 오염물질을 제거하기 위한 가스정제비용은 어떠할까? 2007년 MIT의 보고서에 따르면 동일량의 오염물질(이산화황 22 ppm, 질소산화물 38 ppm, 수은 1 ppb 이하, 시간당 이산화탄소 466 톤)을 배출하는 500 MW 발전소를 가정할 경우, IGCC 발전소의 발전 단가가 일반 초임계압 화력발전소에 환경오염물질 제거설비를 추가했을 때보다 여전히 7% 이상 높은 것으로 나타난 것으로 보고하고 있어, 이 또한 IGCC의 경제성에 큰 걸림돌이 되고 있다.

### 3. 석탄가스화 복합발전 주요기술의 혁신방향

#### 3.1 환경적인 문제해결

포스트 오일시대의 대안으로 아직 석탄연료가 주목을 받고 있는 것은 사실이나 IGCC의 중요 지표가 기대치에 못 미치고 있는 가운데 역설적으로 유럽을 중심으로, 특히 네덜란드의 경우 2030년부터 환경오염의 주범으로 인식된 석탄 사용을 법으로 금지하겠다는 것도 사실이다. 그러므로 경제성과 실효성을 구비한 청정석탄기술이 뒷받침되지 않으면 석탄 활용은 명백한 한계에 직면할 것이다. 그러나 석탄을 이용한 전력 생산은 환경문제를 유발하는 SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> 및 CO<sub>2</sub> 등의 배출량

이 타 발전원보다 상대적으로 많다는데 문제가 있다. 특히, 세계 온실가스 배출량 9위인 우리나라도 교토의 정서 2차기간 (2013~2017)부터 CO<sub>2</sub> 감축 부담국에 포함될 수 있을 뿐만 아니라 최근 지속되고 있는 높은 미세먼지 농도에 따른 국민들의 우려의 목소리는 심각한 수준으로, 국내 산업중 CO<sub>2</sub> 및 유해물질 발생이 많은 석탄발전설비에서의 저감 노력이 강력히 요구된다. 이러한 시점에서 한국의 IGCC발전소의 지속을 위해서는 경제성의 제고와 함께 청정석탄기술 개발과 기술의 심화 및 혁신이 필요한 전환점에 와 있다.

#### 가. 유해가스제거기술의 고도화

분진과 함께 질소화합물(NH<sub>3</sub>), 할로겐화합물(HCl) 및 수은 등의 유해물질을 제거하는 기술로 세라믹필터 및 금속필터가 사용 되고 있으며, 황화합물(H<sub>2</sub>S, COS) 제거 방법은 주로 선회류식 세정장치, 이온교환 섬유의 물리화학적 흡착방법, Chem-Bio 탈황공정, 액상촉매(철 촉매, Fe-EDTA) 이용방법, 고체 흡착제(활성탄)와 흡수액(가성소다) 이용방법, 유전체 방전기술 이용방법, 촉매·스크리버방식 등의 고전적인 방법 등이 있다. 일반적인 정제공정으로는 카르보닐 황화합물(COS)가 제거되지 않으므로 가수분해반응을 통하여 COS를 황화수소(H<sub>2</sub>S)로 전환시킨 후 탈황공정에서 H<sub>2</sub>S를 제거한다. 질소산화물(NO<sub>x</sub>)은 연소 이후에서 선택적 촉매환원(Selective catalytic reduction, SCR)에 의해 90% 이상 줄일 수 있으나 기당 약 3,000 억 정도의 높은 시설비용이 요구된다. 최근 Chem-Mode시스템은 액상의 흡수제를 사용하여 HgO를 포집하고 이를 Hg<sup>2+</sup>로 전환시키거나 표면에 부착하여 제거하는 기술로서 수은 98%를 제거할 뿐만 아니라 SO<sub>2</sub>의 배출량을 45% 줄일 수 있는 새로운 기술이다. 네덜란드에서는 Shell사를 중심으로 Sulfinol공정을 비롯한 탈황공정을 개발하고 있으며, 독일에서는 MDEA(Methyl-diethanolamine, 아민계 흡수제)공정을 적용하여 300 MW급 ELCOGAS 프로젝트 실증연구가 진행되고 있으나 이러한 기술은 아직 유해가스 제거폭과 고효율이 검증되지 않아 유해가스제거를 위한 상업적 적용을 위한 효율적 이고 혁신적 기술개발이 강력히 요구되고 있다.



### 나. 미세분진제거의 혁신기술의 개발

일반적인 집진장치는 총 미세먼지의 99.9%와 초미세먼지의 99.0~99.8%를 포집할 수 있다. 600 MW 석탄발전소의 경우, 이 장치의 설치비는 약 1000억 원대의 수준이다. 여과 장치의 한두 개가 망가지질 경우, 미세먼지의 배출량은 20배 늘어날 수 있다. 세계 각지의 현장에서 실증운전 중인 IGCC용 합성가스 중 입자상 물질제거를 위한 대표적인 기술은, USfilter (Schumacher) 사는 세라믹 캔들 필터 개발과 동시에 고내구성 유지가 가능한 장치를 개발하여 상용화를 추진하고 있으며, LLB는 필터 자체의 무게로 필터 파손을 최소화하는 특수 고정법으로써 Upside-down type이란 고온 조건에서 입상물질제거 목적으로 고유의 기술을 개발하였다. Westing-house는 Tier형 필터 설치방법을 개발하여 IGCC와 PFBC등 여러 석탄가스발전이 적용하여 그 성능을 검증하고 있다. 전기집진기 (Electrostatic precipitators, ESP)도 미세먼지 저감을 위한 장치다. 전기집진기는 총 미세먼지의 99% 이상, 초미세먼지의 경우 80~95%가 포집이 가능하다. 섬유질 필터와 전기집진기를 동시에 사용하면 미세먼지를 훨씬 더 많이 줄일 수 있는 가장 좋은 방식이다. 이런 장치들이 미세먼지의 직접적인 배출은 줄여주는 반면, 질소산화물과 이산화황 반응을 통해 대기에서 형성되는 초미세먼지는 잡아내지 못한다. 이런 2차 미세먼지는 공중보건 측면에서 특히 우려되는 부분이다. 일본의 MHPS (Mitsubishi-Hitachi Power Systems)사는 ‘공기질 제어 시스템 (AQCS; Air Quality Control System)에 의한 배기가스 중의 유해미량성분제거기술을 개발하였다. AQCS기술에 의한 배기가스 중의 유해 미량 성분 제거기술은 고기능의 NO<sub>x</sub>제거 촉매 (denitration catalyst), 열 교환기, 건식 전기 집진기 (dry electrostatic precipitator), 습식탈황장치 (Wet-type desulfurization equipment) 등을 종합적이면서 고효율로 운용하는 것이다. 이 기술은 일본과 미국의 파일럿플랜트의 미국의 실제 운용을 통하여 우수성이 확인되어 그 산업적 실용화가 기대되고 있다.

## 3.2 IGCC의 경제성제고

### 가. IGCC와 연료전지를 연결한 IGFC기술의 상용화

석탄가스화 연료전지 복합발전 (IGFC, Integrated gasification fuel cell combined cycle) 방식은 석탄을 부분 연소시켜 가스화한 후 생성된 석탄가스를 이용하여 가스터빈, 연료전지를 구동, 발전하고, 발전 후 나오는 배열(폐열)을 이용하여 스팀터빈을 구동하는, 즉, 단일 연료를 사용해 3가지 발전 방식으로 운용되는 복합발전 방식이다. 이러한 발전 방식은 열효율이 높을 뿐 아니라 CCS (Carbon capture & storage) 기술 등을 접목할 경우 석탄을 활용한 고효율 청정 복합발전을 실현할 수 있다는 장점이 있다. 그리고 IGFC 시스템 내에 설치된 정제시스템을 통하여 사전에 SO<sub>x</sub>나 NO<sub>x</sub>, 분진 등을 제거함으로써 환경친화적인 발전설비로 운영할 수 있을 것이다. 미국의 FutureGen 프로젝트는 석탄으로부터 수소와 전기를 생산하면서 CO<sub>2</sub>를 포함한 모든 공해물질 배출을 제로화하는 실증사업으로서, 2020년 이후 본격적으로 상용화된다면, 모든 석탄화력 발전소를 대체할 무한한 잠재력을 갖고 있다. CO<sub>2</sub> 저감 문제를 근간으로 하는 기후변화협약에 대한 대처는 물론 부가적으로 수소 생산의 이점과 인조석유를 생산할 수 있는 미래에 필요로 하는 모든 기본 개념 기술을 포함하고 있어 기술의 빠른 실용화가 요구된다.

### 나. 합성가스 전환 및 CO<sub>2</sub> 전환기술의 활용방안

합성가스 전환 기술로는 연료전지 및 액체연료, 화학원료, DME (Dimethyl ether), 수소로의 변환 방법 등이 있다. 디메틸에테르 (DME)는 무독성의 환경친화적인 성질로 인하여 장래의 합성연료로서 유망시 되고 있다. DME는 천연가스나 석탄으로부터는 물론 바이오매스나 폐플라스틱 등에 의해서도 제조가 가능하며 그의 사용처도 발전용, 민생용, 자동차용 등 광범위하게 걸쳐 있어서 가히 “multi source-multi purpose”라고 칭할 수 있다. 석탄가스화 반응을 통하여 생산된 합성가스 조성은 후속 스팀개질 반응과 탈황정제 공정을 거치면 피셔트롭쉬 (FT)합성 디젤유생산에 적합한 합성가스 조성으로 변환이 가능하다. 합성가스를 디젤, 가솔린 등 액체 연료로 전환시키는 FT 반응은 Fe 또는 Co촉매 상에서 진행되는 고압반응이며 아래 식과 같고, n의 숫자에 따라 많은 종류의 생성물이 발생한다. DME는 CH<sub>3</sub>OCH<sub>3</sub>로 표시되는 가장 간단한 에테르형태로서 전

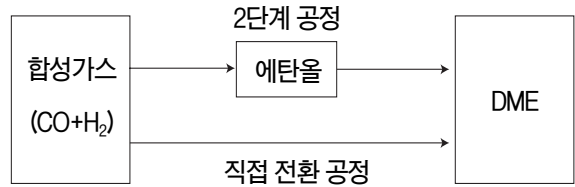
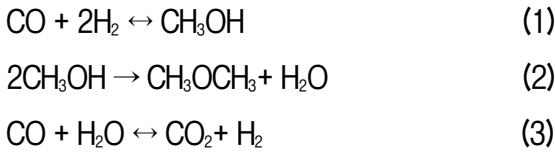


Fig. 5 FT반응에 의한 DME제조 반응식과 제조개념

통적인 DME의 경로는 산성촉매 상에서 메탄올의 탈수 방법이다. DME는 금속을 부식하지 않고 디젤용 경우와 거의 같은 온도에서 발화하며 특히 세탄가(55이상)가 높은 장점이 있어 IGCC와의 연계 생산이 기대된다. 석유화학 플랜트 또는 발전소로부터 수집한 CO<sub>2</sub>는 메탄개질반응을 통하여 합성가스를 만들고 합성가스는 FT합성반응을 통하여 저가 알칸의 탄화수소 중간화합물을 생성한다. 알칸의 탄화수소 중간화합물은 적절한 촉매 하에서 소중합체반응(Oligomerization) 또는 이성화반응(Isomerization)을 거쳐 선형 알파올레핀 올리고머 또는 에스테르형의 합성윤활유와 같은 산업용 올레핀제품으로 전환시킬 수 있다.

#### 다. 운전조건에 따른 고성능 가스화기 및 고온재료의 개발

발전원가를 절감하고 또한 CO<sub>2</sub>의 배출량을 가능한 범위로 절감하는 데는 최적의 발전방식(가스분사 화력발전과 석탄분사 화력발전)의 선택도 있지만 크게 2개의 접근이 있다. 하나는 플랜트의 열효율 향상에 의한 단위 발전전력당 CO<sub>2</sub> 배출량을 삭감하는 것이고, 또 하나는 연소가스에서 CO<sub>2</sub>를 분리하여 회수하는 것이다. 석탄분사 화력발전의 열효율 향상을 위해 증기사이클의 증기조건을 향상시킨 방법이 있으나 모두 고온의 운전조건이 필요하다. 도시바는 장기적으로 고온 대응재료를 개발하여 항상 최신 고효율 석탄분사 화력 발전을 리드하고 있다. 또 증기조건을 더욱 향상시킨 고발열량 기준(HHV)으로 송전효율 46% 이상을 얻는 것을 목표로 A-USC (Advanced USC)의 증기조건을 35 MPa, 700℃, 2단 재열 (2 stage reheat) 720℃로 개발을 진행하고 있다. 이 목표치는 현재의 USC와 비교

하여 약 10%의 효율 향상과 동등의 CO<sub>2</sub> 배출량 삭감이 전망되기도 한다. 최근 GE사는 압축기 실부하시험이나 가스분사실 부하시험과 개발, 검증을 가속화하고 현재 가스분사는 발전하여 1,600℃ 급의 열효율 40%(저위 발열량 기준: LHV, lower heating value)을 초과하는 효율까지 달성하고 있다. 석탄 연소보일러 설비의 저 NOx 연소에 대한 새로운 개념을 바탕으로 개발된 버너는 일본의 Mitsubishi-Hitachi Power Systems (MHPS)사가 전산유체역학 (Computational fluid dynamics; CFD) 기술과 대규모 연소시험을 조합하여 개발·실용화한 기기이다. 이 버너 (M-PM: Multiple pollution minimum 버너)는 저NOx와 저미연분 (Low unburned carbon)을 실현하고 있는 것으로 평가받고 있다. 또한 IGCC의 경제성을 높이고 그린에너지로 인정받기 위해서 유럽 국가에서는 가스화기를 석탄 이외의 바이오매스, 고품 폐기물 (Refuse derived fuel, RDF) 등의 다양한 연료를 혼합 연소할 수 있는 기술혁신도 시도되고 있다. 기존 미분탄화력보일러에서 목질바이오매스의 혼소를 이용할 경우 기존의 고효율발전설비를 유효하게 이용할 수 있기 위해 소규모 수천 와트에서 수만 와트 규모의 바이오매스발전소를 새롭게 건설하는 것보다 발전비용을 절감할 수 있어 유망한 기술로 꼽히고 있다. 우리나라 화력발전소의 1~10%의 바이오매스 혼소는 바이오매스 업스트림 배출량이 없다고 가정할 때, 2035년까지 연간 4500만~4억 5000만 톤의 이산화탄소 배출량을 저감할 수 있을 것으로 추정된다. 그러나 높은 바이오매스 비율은 충분한 바이오매스 조달 및 슬래깅(Slagging), 파울링(Fouling, 열전달 저해), 부식 등의 잠재적인 연소 문제와 같은 여러 가지 해결해야 될 기술적 문제를 수반하

여 더 연구가 필요하다. 이러한 공정혁신기술 이외에 수반되어야 할 기술은 고온 운전에 따른 고온 내부식성 세라믹코팅 (SiC/C)기술, 고내구성 내화물소재/열차폐 코팅기술, 고강도 반응결합 탄화규소 (Reaction-bonded silicon carbide, RBSC), 다공체 제조공정기술 등 새로운 고온 소재 개발이 요구되고 있다.

#### 라. 가스화 연소폐기물의 경제적 활용

일반적으로 석탄회(CFA, Coal fly ash)는,  $\text{SiO}_2 > \text{Al}_2\text{O}_3 > \text{Fe}_2\text{O}_3 > \text{CaO} > \text{MgO} > \text{K}_2\text{O} > \text{Na}_2\text{O} > \text{TiO}_2$  순의 다양한 금속산화물이다. 2015년 기준으로 국내 석탄화력발전소에서 발생하는 CFA는 비회(Fly ash) 720만 톤, 저회(Bottom ash) 140만 톤 등 총 860만 톤이 발생되고 있다. 그중 비회는 시멘트 및 콘크리트 원료로 재활용하고 있으나, 저회는 자체 회처리시설로 매립하고 있다. 국내 CFA의 재활용 비율은 2012년 기준 68%로서 30% 이상 매립되고 있어 일본 98%, 독일 100%에 비해 매우 저조할 뿐만 아니라 응용 부분도 건설부분에 국한되고 있다. 국내 서부발전과 (주)이앤이는 세계 최초로 물전기분해로 생산한 브라운가스를 활용해 CFA를 용융하고, 광물섬유를 제조하는 신기술을 개발, 상용화하기로 했다. 수소와 산소의 혼합 가스인 브라운가스는 화력이 우수하고 내화벽돌을 3초 만에 용융시킬 수 있을 정도로 화염온도가 높고 연소과정에서 환경오염물질이 전혀 발생되지 않는 청정연료다. 브라운가스를 활용해 CFA를 용융, 광물섬유를 제조하는 기술이 개발될 경우 기존의 전기로나 코크스방식에 비해 제조공정에 소요되는 에너지의 약 30%를 절감할 수 있다. 국내 금우에서는 CFA 재 연소시스템을 개발하였으며 이 시스템은 화력발전소에서 나오는 재활용이 불가능한 고미연분 CFA (LOI 6% 이상)를 보일러 내 재공급·재연소시켜 재활용이 가능한 정제회 (LOI 5% 이하)로 전환한다. CFA 재연소를 통해 열량 대체(연료비 절감)가 가능하며, 폐기되는 고미연분을 정제회로 만들어 수익을 창출할 수 있는 친환경 기술이다. CFA 재연소시스템은 Reject ash silo에서 고미연분을 추출하여 Bag filter를 통해 재를 사일로에 저장한 후 Rotary valve로 정량을 배출시켜 Root blower를 통해 공기와 함께 Ash를 압송하여 보일러 내에 전용 노즐을 통해

석탄과 혼합투입후 재연소시켜 정제회를 만든다. CFA에서 알루미늄 회수방법은 몇 가지가 있다. 2005년 조사에 의하면 저 농도에서 직접 황산에 의한 침출(leaching) 방법은 18%정도의 알루미늄 추출로 고수율의 알루미늄 회수 방법이 되지 못한다. 반면에 분탄과 석회의 CFA는 화소 (Calcine)한 후 황산에 의해 침출하면 85%의 수율이 가능하다. Habtai와 Mukmenev는 CFA에서 고부가가치 성분과 독성 성분을 침출하기 위해 농축 황산을 이용하여 새로운 생체자기 (Biomagnetic)의 티타늄-알루미늄 추출 공정을 소개하였고 Grigorios Itskos (2015)는 또한 비산재를 활용한 제올라이트 회수기술을 소개하였다. 높은 양이온 치환용량 (Cation exchange capacity, CEC)과 같탄은 특별한 속성으로 인해, 제올라이트는 다양한 산업에서 활용된다. 제올라이트 제품은 수용액으로부터 1시간 내에 신속하게 Cr, Cu, Pb를 제거할 만큼 절대적으로 효과적이라는 사실이 증명됐다. 이와 같은 이유들 때문에 제올라이트는 중금속 및 암모니아 흡수에 주로 적용되었고 CO<sub>2</sub> 수착과 같은 가스 정화기술의 분자 여과기로 합성 제올라이트를 사용하는 방안도 제시되고 있다.

## 4. 석탄가스화 복합발전의 전망

### 4.1 한국형 미래지향적 에너지믹스정책의 필요성

한국은 2014년 기준으로 전체 발전량의 38.9%를 석탄으로부터 생산하고 있으며 석탄 전력 생산량은 전 세계 6위이다. 또한 1인당 석탄 소비량은 2.29 tce (ton of coal equivalent)로 중국, 미국, 일본을 제치고 전 세계 5위를 기록했다. 이에 반해 2014년 태양광, 풍력 등의 재생 가능 에너지의 발전량은 겨우 1.5% (8,369 GWh)에 머물러 있다. 2015년 발표된 제7차 전력 수급 기본계획에서도 석탄화력발전은 2029년까지 피크기여도 기준 32.3%를 목표로 삼은 반면, 재생 가능 에너지는 4.6%에 한정돼 있다. 대기오염과 온실가스 배출의 문제에도 한국은 여전히 화석연료를 중심으로 한 에너지 정책을 벗어나지 못하고 있다. 전 세계적으로 석탄발전과 석탄산업은 대기오염과 온실가스의 배출원으로

지목받아 사용을 억제하고 있는 반면 재생가능에너지는 큰 폭으로 성장하고 있고 재생가능에너지의 단가와 발전효율은 지속적으로 낮아지고 있어 석탄화력발전의 매력은 급감하고 있다. 새로운 발전 방식의 IGCC도 여전히 SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, 미세먼지 등의 오염물질을 배출하여 국민들의 건강 우려 목소리가 높아지고 있어 환경과 건강을 고려한 미래지향적 한국형 에너지믹스 정책의 정립이 필요하다.

## 4.2 IGCC 기술의 혁신 및 고도화 기대

환경과 건강을 이유로 유럽을 중심으로 석탄 사용을 법으로 금지하고자 하고 다양한 신재생에너지의 지속적인 발전으로 IGCC는 큰 도전을 받고 있는 즈음에 IGCC의 기술 혁신과 고도화가 무엇보다 요구되고 있다. IGCC의 경제성 향상과 위해 물질의 대폭 저감을 위하여 USC조건 이상에서 발전효율의 증대 및 CCS방안에 한발 더 나아가 IGCC와 연계한 연료전지복합발전(IGFC)기술, 수소, DME, 올레핀, 에스테르와 같은 고부가가치의 새로운 부가제품 생산기술과 함께 새로운 고효율의 내구성 촉매 개발, 친환경, 저비용의 공정 개발, 획기적인 에너지 절감은 물론 태양에너지와 같은 풍부한 재생에너지 사용 등의 획기적인 기술이 필요하다. 이러한 기술혁신 전략을 추진하되 연관된 기술 분야와 소재산업과의 융·복합적인 협력으로 기술 및 경제성의 한계 극복에 초점을 두어야 할 것이다. 저효율의 노후화된 석탄화력 발전을 사용하고 있는 중국, 인도 및 동남아 등을 중심으로 급격한 전력수요가 증가하는 중동, 남미 등 아직 IGCC의 발전 수요는 많은 것으로 예상되어 현재 국내 운전 중 및 신규 건설 중인 IGCC의 기술혁신과 고도화를 통하여 선점 원천기술 확보 및 한국형 IGCC의 고유 모델 개발로 해외 석탄화력 발전 프로젝트 기술수출 확대에 주력하여야 할 것이다.

## 참고문헌

1. P. Mondal et al., "Syngas production through gasification and cleanup for

downstream applications - Recent developments", Fuel Processing Tech., 92, 2011, pp.1395~1410.

2. Ibram Ganesh, "Conversion of carbon dioxide into methanol - a potential liquid fuel: Fundamental challenges and opportunities(a review)", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 31, 2014, pp.221~257.

3. Jesper Ahrenfeldt, et al, "Biomass gasification cogeneration - A review of state of the art technology and near future perspectives", Applied Thermal Engineering, 50, 2013, pp.1407~1417.

4. 산업통상자원부, 신·재생에너지센터 "신 재생에너지 백서" NEW & RENEWABLE ENERGY WHITE PAPER, 2014.

5. 임희천, 한전 전력연구원 수석연구원 "석탄가스화 연료전지 발전(IGFC) 기술 개요 및 전망", Journal of the Electric World / Monthly Magazine, 2014 April.

6. 松本啓吾, 葛西潤, 佐伯知則, 竹井康裕, 須藤降之, "超低NO<sub>x</sub>石炭焚きM-PMバーナの開發と實機適用", 「三菱重工技報(日本)」, 52(2), 2015, pp.72~77

7. 武部博倫, 鶴田親, 岡田明子, 上田康, "次世代IGCCのための溶融スラッグの粘度特性", Journal of the Japan Institute of Energy(日本)」, 94(5), 2015, pp.450~454.

8. 김제설, "CO<sub>2</sub> 액체연료화 기술동향", KISTI, 2011.

9. 김용환, 바이오촉매를 이용한 전기화학적 이산화탄소 전환기술 최신 동향, News & Information for Chemical Engineer, Vol. 31, No. 6, 2013.

10. www.igcc.or.kr. 그린에너지 전략 로드맵 2011, 5.17. 